

CUSTO MARGINAL E INVESTIMENTO SOCIAL CRITÉRIO APLICÁVEL À ENERGIA ELÉTRICA

ARNOLD C. HARBERGER
Universidade de Chicago

Fixar preço baseado no custo marginal — o que por muitos anos pareceu ser algo como uma distração teórica, com pouca aplicação prática — tem sido objeto de interesse nos últimos anos, devido em grande parte aos resultados dos esforços realizados pela “*Electricité de France*” para colocar os preceitos em prática. Neste trabalho, revisaremos os princípios básicos que governam a fixação do preço através do custo marginal da eletricidade, e tentaremos trabalhar sobre eles em uns poucos pontos críticos.

A razão pela qual o custo marginal permaneceu por tanto tempo sem aplicação prática, não é difícil de se perceber: basicamente, parecia que para a eletricidade, transporte e para outras indústrias e atividades relevantes, a fixação do preço pelo custo marginal iria causar uma perda financeira substancial às empresas, que tentassem aplicá-lo. Qual seria o custo do transporte de um passageiro extra em um assento vazio? Qual é o custo da energia elétrica adicional, quando o sistema não está usando sua capacidade total? Em ambos os casos a resposta é um gráfico mais baixo que aquele que cobriria os “custos totais”; daí o dilema entre custo marginal com deficits de um lado, e solvência orçamentária com preços abaixo do ótimo de outro. Provavelmente a maior contribuição dos economistas franceses neste setor tem sido em mostrar que este dilema pode frequentemente ser mais aparente que real, que solvência e condição ótima não precisam ser neces-

sariamente inconsistentes ou contraditórios.

I

O problema do preço da eletricidade pode ser melhor abordado supondo uma hidrelétrica do tipo correnteza (N. T., isto é, usinas sem barragem). A produção de tal sistema será governada pela natureza, e a capacidade sendo dependente do fluxo da correnteza a volumes menores que o associado com a plena-capacidade do equipamento gerador, e na limitação da capacidade para fluxos de maior volume. Possuirá, além disso, custo de operação virtualmente zero; e na verdade, uma tentativa de aplicar o custo marginal nesta situação, poderia resultar no tabelamento de toda eletricidade do sistema (virtualmente) como zero. O raciocínio, todavia, está parcialmente correto; o certo seria tabelar a eletricidade como (virtualmente) zero se a demanda para a produção do sistema está abaixo do nível determinado pelo fluxo ou capacidade de geração, e fixar o preço o necessário para racionar a energia total entre os demandadores, sempre que a demanda a um preço quase-zero exceder este nível. Desde que a demanda de eletricidade varia muito de acordo com as horas do dia, resulta que em certas horas a eletricidade seria um bem virtualmente livre e em outras seria um bem relativamente caro. Além disso, o preço teria que variar durante o período, sempre que fôsse

maior que o custo marginal operacional, porque êle teria que servir como regulador para tornar a quantidade demandada a mesma para tôdas as específicas horas. (Um sistema tipo correnteza tem variações sazonais significantes, mas não variações diárias).

O excesso de preço acima do custo marginal operacional, está na própria natureza da renda econômica; atribuível à escassez de água nas horas em que a produção do sistema é limitado pelo fluxo de água, e atribuível à limitação do sistema gerador quando é esta a causa. Esta renda pode ser considerada como um componente do custo marginal de curto prazo ao prover eletricidade para qualquer usuário, e, dado que o sistema está operando a plena capacidade, o único modo de dar mais eletricidade a um consumidor é tirá-la de alguém, provavelmente através do pequeno aumento no preço, o qual irá uma vez mais limitar a demanda à capacidade instalada dado um aumento na demanda para um consumidor qualquer. E é neste sentido que a imposição de um preço maior que o custo marginal operacional é consistente com a teoria do custo marginal.

II

A análise feita foi baseada no pressuposto de uma dada capacidade, mas o final dela — as rendas geradas devido a limitação de capacidade resulta ser elemento chave governando as decisões acêrca de mudanças na capacidade. Por exemplo, um incremento na capacidade geradora de um sistema correnteza, aumentará a produção de eletricidade nas épocas do ano em que, na ausência do incremento, a capacidade seria o fator limitante. O valor de cada KWh produzido atribuível à nova capacidade, será o preço correspondente à hora no qual

é gerado; e a renda gerada considerada como um retôrno do investimento da capacidade adicional será o excesso do preço sôbre o custo marginal — isto é, exatamente a renda citada no parágrafo anterior. Dependendo do montante da renda incluída no preço da eletricidade para as horas mais relevantes do ano, o investimento num aumento de capacidade será justificável.

Na prática, é obviamente impossível ter preços que variem no decorrer de cada hora do ano, de forma a desempenhar completamente a função de racionar a capacidade disponível entre os demandadores a qualquer tempo. Todavia, é possível aproximar dêste objetivo, ao se colocar diferentes preços para “picos” e “não-picos” no uso da eletricidade. O “pico” é determinado a “grosso modo” pela demanda característica do sistema — sendo concentrado no período diurno dos dias da semana, quando a demanda industrial é dominante, e no anoitecer, quando a demanda residencial é dominante. Suponhamos um sistema constituído de termoelétrica de plantas idênticas, e defrontando uma demanda crescente de eletricidade, com um “pico” de, digamos 2.500 horas por ano, concentrado no período diurno semanal. Se estamos operando a uma dada capacidade, nosso objetivo seria cobrar o custo marginal pela eletricidade nas horas de “não pico”, e colocar uma sobrecarga para o uso diurno de eletricidade suficientemente alto, para conter a demanda dentro da limitada capacidade do sistema. Mas se nós estamos operando num contexto dinâmico, que é capaz de variar a capacidade através de um investimento, nós não precisamos nos preocupar acêrca do racionamento da capacidade disponível, mas ao invés disso colocar a sobrecarga nas horas de “pico” de tal modo que se obtenha a taxa de retôrno esperada para aumen-

tos de capacidade. Dêste modo, se a nova capacidade custa \$250 por KWh instalado, e a esperada taxa de retôrno 7% mais 3% por depreciação, nós desejaríamos obter uma renda de \$25 por ano por KW instalado, o que poderia ser conseguido através de uma sobrecarga de um centavo no KWh em todos os KWh vendidos durante as 2.500 horas de "pico" do ano. Se a capacidade fôsse regularmente aumentada para satisfazer uma demanda prevista de acôrdo com esta regra nós estaríamos (a) cobrando o custo marginal nas horas de "não pico", e neste sentido estabelecendo o preço do custo marginal; (b) fixando o preço no valor do custo marginal operacional mais uma renda suficiente para manter a demanda abaixo da capacidade do sistema nas horas de "pico", e (c) auferindo a pretendida taxa de retôrno do capital investido.

O aumento secular na demanda de eletricidade, aliado à redução gradual no número de localidades hidrelétricas não exploradas e à tendência crescente de combinar os sistemas geradores como uma rêde, criou uma situação na qual os custos das termoeletricas são o fator dominante nas decisões do preço ótimo. Suponhamos, no exemplo acima, que o custo marginal das termoeletricas fôsse um centavo por KWh. Então, o preço ótimo seria dois centavos por KWh para as 2.500 horas "pico", e um centavo para as 6.260 horas "não-pico" do ano. Em termos desses preços, a construção ou não de uma hidrelétrica pode ser avaliada se é compensatória. Um projeto tipo correnteza custando \$1.000 por KW de capacidade instalada iria ter um potencial de renda máximo de \$62,60 por ano nas horas de "não pico" mais \$50,00 por ano nas horas de "pico", e uma renda real bem menor devido aos períodos em que o fluxo ao invés da

capacidade instalada fôsse o fator limitante. Supondo desprezíveis os custos operacionais, e usando 7% como taxa de retôrno desejada mais 2% de depreciação, neste caso a construção ou não do projeto dependeria do grau esperado de utilização da capacidade geradora ser maior ou menor que 80% ($\$112,60 \times 0,8 = \$90,08$).

Este tipo de cálculo, baseado no custo das termoeletricas, continua válido na medida em que as termoeletricas permanecem em uso contínuo. Se a capacidade da hidrelétrica fôsse suficiente para substituir a termoeletrica, vamos dizer, por 2.000 horas nas horas de pouca demanda durante o ano, então a política de preço ótimo seria fixar (virtualmente) zero para a eletricidade vendida nessas 2.000 horas, fixar 2 centavos por KWh vendido nas 2.500 horas de "pico" e, fixar 1 centavo (o custo marginal operacional das termoeletricas) durante as restantes 4.260 horas do ano. Na medida em que temos a identidade de plantas das termoeletricas, e na medida em que alguma expansão de capacidade termoeletrica é necessária para cobrir pelo menos parte da demanda secular, nenhuma taxa além dessas três serão consideradas num esquema de otimização de preços.

III

A situação muda drásticamente quando incluímos as variações de eficiência operacional das várias termoeletricas. Agora o preço ótimo para fixar o preço a qualquer hora é o custo marginal operacional da mais velha (menos eficiente) termoeletrica, que está operando àquela hora. Isto pressupõe, por certo, que na medida em que a fôrça térmica é requerida as plantas mais eficientes são utilizadas inicialmente, depois pela ordem as menos eficientes. Mas certamente

neste caso nós não estaremos mais limitados a dois ou três preços somente; em princípio, pelo menos, uma variação relativamente mais contínua no preço é solicitada. Além disso, se estão disponíveis velhas plantas poderá não haver necessidade, neste caso, de racionar a capacidade disponível entre os consumidores. Fixar o preço ao nível do custo marginal operacional da termoeletrica marginal em uso é o único critério aplicável, exceto quando a capacidade existente é totalmente utilizada, e se a aplicação desta regra nos deixa sempre com uma quantidade significativa de capacidade inativa (mas “velha” e de alto custo), não há razão para ir além da regra do custo marginal operacional.

$$\sum_{t=j+1}^{\infty} \sum_{K=1}^{j-1} H(K,t) [C(K) - C(j)] (1+r)^{j-t}$$

Investimento numa planta com custos $C(j)$ deveria ser feito sempre que esta expressão exceda o custo do capital da planta, supondo que os últimos investimentos serão realizados de acordo com as mesmas regras.

Os lucros associados a uma nova planta declinarão com o tempo. Com a construção de plantas mais novas e mais eficientes, será deslocada a base do sistema, e que deixará a planta de custos $C(j)$ para ser utilizada somente nas épocas em que a capacidade demandada exceda as capacidades combinadas de todas as novas plantas. Os lucros atribuíveis ao investimento na planta $C(j)$ somente aparecem na medida em que o preço da eletricidade sobe acima do custo operacional, isto é, somente quando

$$B(J,t) = \sum_{K=1}^{j-1} H(K,t) [C(K) - C(j)]$$

Em casos desta espécie, os lucros atribuíveis a um investimento em nova capacidade, resultou em poupanças de custo que o investimento torna possível. Se $C(K)$ representa o custo marginal operacional de uma planta construída no ano K , e $H(K,t)$ representa o número de horas do ano t nas quais as plantas construídas no ano K se constituem nas plantas marginais, em operação, então o lucro antecipado a ser acrescido ao ano t proveniente de uma nova planta cujo custo operacional é $C(j)$ é

$$\sum_{K=1}^{j-1} H(K,t) [C(K) - C(j)]; \text{ e o valor presente dos lucros esperados é:}$$

plantas com custos mais altos, fossem as marginais. Quando a planta é nova, gera lucros todo o tempo, mas com o uso, a base do sistema se desloca para plantas mais eficientes, e ela passa a gerar lucros somente parte do tempo. Além disso, com o passar do tempo, as antigas plantas existentes no ano j serão abandonadas inteiramente [$H(K,t)$ então seria igual a zero para tal K], acentuando desta forma a tendência de o lucro declinar com o tempo.

Os precisos caminhos no tempo do preço, produção, investimento, etc., representa a solução de um complexo problema de programação dinâmica. Todavia, a chave para o critério de investimento pode ser representada facilmente se supomos que a função

baixa exponencialmente através do tempo, a uma taxa anual de γ . Nós então podemos escrever o valor presente dos lucros de um investimento feito na época j como sendo

$$\frac{B_{j+1}}{1+r} + \frac{B_{j+1}(1-\gamma)}{(1+r)^2} + \frac{B_{j+1}(1-\gamma)^2}{(1+r)^3} + \dots$$

uma série infinita que é igual a $\frac{B_{j+1}}{r+\gamma}$

Segue-se então que a necessidade de lucros esperados, no primeiro ano de operação integral de um projeto, deveria ser pelo menos $(r + \gamma)$ vezes o custo do capital do projeto [*pelo menos, desde que a formulação acima supõe uma vida infinita para o projeto, não fazendo nenhuma referência direta à depreciação ou "mortalidade"*].

$$\sum_{t=1}^{\infty} \sum_{K=1}^{j-1} H(K, t) [C(K) - C(j)] (1+r)^{j-t}$$

então a nova planta deveria ser construída, mesmo que a capacidade existente não é agora nem no futuro, esperada ser totalmente utilizada. A falta de total utilização da capacidade existente neste caso é atribuída ao fato de que é mais barato incorrer em custos marginais operacionais mais os custos de capital na nova planta do que incorrer nos custos marginais operacionais de algumas plantas muito antigas que possam existir. As plantas muito antigas permanecem submarginais todo o tempo. Todavia, se o valor presente dos lucros das novas plantas fôr menor que o custo do capital, é preferível incorrer nos custos marginais operacionais de velhas plantas já em desuso, ao invés de investir em novos equipamentos geradores.

IV

Situações podem acontecer nas quais, numa faixa de produção, o preço da eletricidade deveria se igualar ao custo marginal da planta marginal para cada produção, mas noutra faixa a sobrecarga deveria situar-se acima e abaixo do custo operacional. Tais situações ocorrem quando, e somente quando, o valor presente dos lucros atribuíveis a uma expansão da capacidade termoelétrica de acôrdo com a regra do custo marginal operacional visto na seção anterior é menor que o custo do capital dessa expansão e quando o custo marginal operacional nos conduzir a um sistema operando a plena capacidade pelo menos parte do tempo. A conclusão desta condição é clara: se o valor presente dos lucros excede o custo do capital de um novo projeto, quando os lucros são medidos pela diferença entre o custo operacional das plantas antigas e das novas, isto é, pela fórmula

Mas se tóda a capacidade geradora existente é usada pelo menos durante certa época do ano, e os lucros (calculados com base no custo marginal operacional) caírem abaixo do custo de capital do novo equipamento, o procedimento indicado é deixar de investir em novos equipamentos e usar o preço para racionar a eletricidade durante as horas em que o sistema está funcionando a tóda capacidade. Numa situação em que a demanda está crescendo, o preço necessário para êste racionamento da capacidade existente crescerá com o tempo, e o número de horas durante as quais as plantas mais velhas são as marginais irá crescer também. Assim, a fórmula para se medir os lucros no pri-

meiro ano de um investimento numa expansão da capacidade

$$\sum_{K=1}^{j-1} H(K, t) [C(K) - C(j)]$$

muda através do tempo, (a) devido a que agora trocamos $C(1)$ por $R(1)$, preço que irá racionar a capacidade entre os consumidores nas horas de “pico”, preço que crescerá com o tempo; e (b) devido a que, com o passar do tempo e crescente demanda, $H(K)$ crescerá para as plantas mais velhas com grandes diferenças de custo $[C(K) - C(j)]$, e para as novas plantas em menor grau.

Com o passar do tempo, todavia, chegará um ponto em que será mais vantajoso investir em nova capacidade geradora, e no caso considerado a estrutura de taxas neste ponto consistirá do custo marginal operacional da planta marginal nas horas de folga do sistema, e do custo marginal operacional da planta menos eficiente do sistema mais uma sobretaxa no preço nas horas de “pico”, quando a capacidade total do sistema está sendo utilizada.

Considerações práticas evitam a aplicação na íntegra do sistema de fixação do preço baseado no custo marginal mas, razoáveis e justas aproximações são possíveis. *Electricité de France*, opera com cinco taxas básicas — taxa de “hora de folga” no verão, taxa de “hora de folga” no inverno, taxa de “uso intenso” no verão, taxa de “uso intenso” no inverno, e taxa de “horas pico” no inverno. Esta última, e mais alta é mais que 3 vezes a taxa mais baixa, indicando que o grau de variação é substancial.

Um outro compromisso a ser preenchido na prática é deixar uma reserva adicional de eletricidade, mesmo nas “horas pico”. Esta carga de “pico”

pode começar a operar quando o sistema estiver trabalhando com 85 a 90% de sua capacidade física, e na expectativa de que este nível raramente será excedido, digamos no máximo 95% da capacidade física. Esta margem de erro é necessária, pois a capacidade física não pode ser muito ultrapassada (pequenos excessos de procura podem ser satisfeitos com pequenas reduções na voltagem), e porque cortes no fornecimento para certos grupos de consumidores geram altos custos reais para eles. Assim, a fim de satisfazer uma inesperada sobrecarga na demanda nas horas “pico”, ou para acomodar uma inesperada redução na capacidade “pico” (certos defeitos ou um fornecimento irregular de água), o ponto no qual a taxa de “pico” entra em ação é fixada numa certa margem abaixo da capacidade total do sistema.

Nos lugares em que a eletricidade atinge extensas áreas (em muitos casos países inteiros), o custo marginal operacional impõe variações regionais nas taxas, a fim de levar em consideração variações nos custos marginais de produção e também para cobrir os custos de transmissão para atingir as localidades distantes, diferentes do baixo custo nos centros de produção. As normas para as taxas regionais na França são baseadas neste sistema.

Finalmente, devemos notar que os preços até aqui mencionados, são na realidade, “preços de atacado” da alta voltagem (N. T. por alta voltagem entende-se a voltagem das linhas de transmissão, geralmente 88.000 Volts). Diferenças nas taxas de “venda a varejo” são justificadas para cobrir os diferentes custos de distribuição, incluindo na distribuição os custos das perdas na transformação da alta voltagem para as baixas, e o custo da distribuição propriamente dito.

BIBLIOGRAFIA

1. Harberger, A. C. and N. Andreatta. "A Note on the Economic Principles of Electricity Pricing." *Applied Economics Papers*, March, 1963.
2. Marschak, Thomas. "Capital Budgeting and Pricing in the French Nationalized Industries." *Journal of Business*, April, 1960.
3. Meek, Ronald L. "An Application of Marginal Cost Pricing: The "Green Tariff in Theory and Practice." *Journal of Industrial Economics*, July and November, 1963.
4. ———. "The Bulk Supply Tariff For Electricity." *Oxford Economic Papers*, July, 1963.
5. Nelson, J. R. Ed. *Marginal Cost Pricing in Practice*. Prentice-Hall, 1964.
6. Organization for European Economic Cooperation. *The Theory of Marginal Cost and Electricity Rates*. Paris: OEEC, 1958.
7. Steiner, Peter O. "Peak Loads and Efficient Pricing." *Quarterly Journal of Economics*, November, 1957.
8. Turvey, Ralph. "On Investment Choices in Electricity Generation." *Oxford Economic Papers*, November, 1963.